

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE DE ENERGIA SOB TARIFA BINÔMIA PARA
CONSUMIDORES EM BAIXA TENSÃO**

por

Felipe Coutinho Saraiva

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro de 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**Ambiente de contratação livre de energia sob tarifa binômica para consumidores em
baixa tensão.**

por

Felipe Coutinho Saraiva

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof.^a Dr.^a Letícia Jenisch Rodrigues
Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos – DELAE / UFRGS

Prof. Dr. Maicon Jaderson Silveira Ramos – DELET / UFRGS

Prof.^a Dr.^a Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 11 de dezembro de 2019.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul por me proporcionar uma educação de alto nível e gratuita, me deixando mais próximo dos meus objetivos de vida.

A todos professores com quem tive aula e compartilharam conhecimentos comigo ao longo da minha graduação.

Ao Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos, que me auxiliou ao longo desde trabalho, sempre disponível quando eu precisava de orientação.

Aos ex-colegas de trabalho na Engie Soluções, que contribuíram enormemente no desenvolvimento do meu conhecimento de setor elétrico. Em especial ao engenheiro Jean Paulo Menzel e à engenheira Monique Santos, que trocam ideias comigo sobre mercado até hoje.

Aos meus pais, Marta e Sérgio, que venceram as dificuldades da vida de forma que eu tivesse acesso à melhor formação possível.

Às minhas tias, Denise e Teka, que tiveram grande influência na minha decisão de cursar engenharia, sempre me apoiando ao longo do curso.

Aos colegas de curso, que estiveram presentes no dia a dia durante minha trajetória na UFRGS.

SARAIVA, F. C. **Ambiente de Contratação Livre de Energia sob Tarifa Binômia para Consumidores em Baixa Tensão**. 2019. 30 fl. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

RESUMO

Considerando tendências futuras e mudanças propostas na legislação do setor elétrico brasileiro, apresenta-se neste trabalho uma análise de tarifação binômia de consumidores conectados na rede de baixa tensão, bem como a possibilidade desses consumidores migrarem para o ambiente de contratação livre a partir dessa modalidade de tarifação. Essa migração assegura a viabilidade do próprio consumidor celebrar contratos bilaterais com os fornecedores de energia, buscando reduzir custos e riscos. A análise inicia com uma obtenção das curvas e fatores de carga do consumidor, com o objetivo de conhecer as características de consumo do mesmo e, desse modo, garantir a aplicação da tarifa binômia proposta no trabalho. Essa proposta decorre de estudos sobre alternativas de tarifação binômia apresentadas pela ANEEL na audiência pública nº 059/2018. A partir das alternativas decorrentes dessa audiência pública, este trabalho propõe uma opção de tarifação binômia, utilizando características presentes em duas das alternativas de tarifação apresentadas pela ANEEL: a primeira, chamada de alternativa 4b - Custo fixo diferenciado por faixa de consumo; e a segunda, chamada de alternativa 5 - Demanda. Em seguida, é verificada a viabilidade de migração para o ambiente de contratação livre de energia para consumidores com diferentes características de consumo, fatores de carga e demanda, conectados em baixa tensão, buscando, adicionalmente, avaliar o tipo de energia, incentivada ou não, a ser contratada visando maior economia. Para ilustrar a proposta, serão apresentados exemplos e análises com dados de consumidores dos subgrupos B1 e B3.

PALAVRAS-CHAVE: Mercado Livre de Energia, Tarifa Binômia, Baixa Tensão.

SARAIVA, F. C. **Free Contracting Environment of Energy under Binomial Tariff for Low Voltage Consumers**. 2019. 30 p. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

ABSTRACT

Considering future trends and proposed changes in the legislation of the Brazilian electricity sector, this paper presents an analysis of the binomial charging of consumers connected to the low voltage grid, as well as the possibility of these consumers migrating to the free contracting environment under this binomial tariff. This migration ensures the viability of the consumer to enter into bilateral contracts with energy suppliers, seeking to reduce costs and risks. The analysis begins by obtaining the curves and load factors of the consumer, in order to know the consumption characteristics and, thus, ensure the application of the proposed binomial tariff at this paper. This proposal stems from studies on the binomial tariffs alternatives presented by ANEEL at public hearing No. 059/2018. Based on the alternatives arising from this public hearing, this paper proposes a binomial tariff, using characteristics present in two of ANEEL's charging alternatives: the first one, called alternative 4b - Fixed cost differentiated by consumption range; and the second one, called alternative 5 - Demand. Then, the feasibility of migrating to the free contracting environment of energy for consumers with different consumption characteristics, load and demand factors, connected in low voltage, is verified, seeking, additionally, to evaluate the source of energy, incentivized or not, to be purchased for greater savings. To illustrate the proposal, examples and analyzes with consumer data of subgroups B1 and B3 will be presented.

KEYWORDS: Free Energy Market, Binomial Tariff, Low Voltage.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	7
2	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS COM TARIFICAÇÃO BINÔMIA	8
2.1	Austrália	8
2.2	Espanha	9
2.3	Portugal	9
2.4	Suécia	9
3	REFERENCIAL TEÓRICO	10
3.1	Sistema Tarifário Brasileiro	10
3.2	Modalidades Tarifárias	12
3.3	Audiência Pública nº 059/2018 – ANEEL	13
3.4	Ambientes de Contratação de Energia	15
4	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	15
4.1	Caracterização da unidade consumidora	16
4.2	Tarificação da unidade consumidora	17
4.2.1	Tarificação atual (caso base)	18
4.2.2	Tarificação de acordo com a Opção 1 (AP nº 059/2018)	18
4.2.3	Tarificação de acordo com a Opção 2 (AP nº 059/2018)	18
4.2.4	Tarificação proposta pelo autor	20
4.3	Migração para o ambiente de contratação livre	21
5	RESULTADOS	22
5.1	Exemplo Ilustrativo	22
5.2	Consumidor 1	26
5.3	Consumidor 2	27
6	CONCLUSÃO	29
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	30

1 INTRODUÇÃO

Em 1996 foi implantado, pelo governo federal, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, o qual teve por premissa estimular investimentos no setor elétrico e garantir a expansão da oferta de energia, dando início ao processo de reestruturação do setor elétrico. Desse modo, as empresas de energia começaram a ser desverticalizadas, separando os segmentos de geração, transmissão e distribuição e apontando para a constituição do segmento de comercialização. Em 1999, foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e feita a primeira operação comercial no mercado livre, substituindo o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento. Posteriormente em 2004, por meio da Lei nº 10.848, foi instituído o novo modelo do setor elétrico que vigora até hoje, com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2019b).

Atualmente, no Brasil, a comercialização de energia elétrica ocorre de duas maneiras: através do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, a comercialização ocorre entre agentes vendedores e agentes de distribuição, sem a participação direta do consumidor final, que terá seu consumo tarifado pela distribuidora. Já no ACL, os consumidores realizam as operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais livremente negociados com os fornecedores. Esses contratos bilaterais, atualmente, só podem ser negociados com consumidores do grupo A, que possuem tensão de fornecimento superior à 2,3 kV e demanda contratada mínima de 500 kW (consumidores especiais) ou 2.500 kW (consumidores livres). A contratação de energia pelos consumidores participantes do ACL promove redução dos custos e dos riscos econômicos atrelados ao fornecimento pela distribuidora, tendo em vista que há a possibilidade de negociação de contratos personalizados com fornecedores, para atender as necessidades específicas do consumidor. Neste trabalho, é explorada a possibilidade futura de contratação de energia no ACL por consumidores pertencentes ao grupo B, onde se encontra a grande maioria dos consumidores residenciais e comerciais (CCEE, 2017).

Hoje em dia, consumidores pertencentes ao grupo B são tarifados unicamente pelo consumo de energia elétrica ativa, conhecida como tarifa monômnia. De acordo com a ANEEL, a tarifa monômnia “é aquela obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que formam a tarifa binômnia”, dada pela Resolução Normativa 479/2012, que aprimora a Resolução Normativa 414/2010 (ANEEL, 2012). Já a tarifa binômnia, atualmente aplicada apenas aos consumidores do grupo A, é constituída por valores aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (ANEEL, 2012). O artigo 13 do Decreto nº 62.724 de 17 de maio de 1968 determinava que os consumidores do grupo B fossem tarifados de forma monômnia, impedindo a aplicação da tarifa binômnia, todavia, em 2016, o artigo foi revogado pelo inciso II do artigo 3º do Decreto nº 8.828, permitindo a tarifação binômnia para esses consumidores. Com a revogação desse artigo, passou-se a vislumbrar a possibilidade de implementar a tarifa binômnia para consumidores conectados em baixa tensão (BT) com o intuito de utilizar um modelo tarifário mais eficiente economicamente na alocação do custo do atendimento aos consumidores.

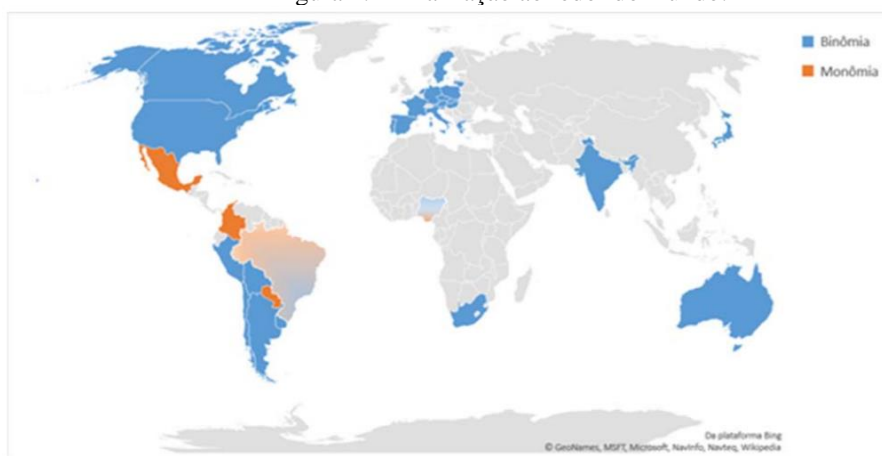
Recentemente, foi realizada, pela ANEEL, a audiência pública nº 059/2018 (ANEEL, 2018c), que apresenta seis alternativas de tarifação binômnia para os consumidores do grupo B. Este trabalho propõe uma opção de tarifação binômnia, utilizando características presentes em duas das alternativas de tarifação apresentadas pela ANEEL na audiência pública nº 059/2018: a primeira, chamada de “alternativa 4b - Custo fixo diferenciado por faixa de consumo”; e a segunda, chamada de “alternativa 5 – Demanda”. A partir da alternativa 5, são propostas melhorias como o acréscimo de uma demanda mínima contratada por subgrupo e faixa de consumo, de modo que garanta a recuperação da receita regulatória por parte da distribuidora. Na sequência, é analisada a viabilidade de migração para o ACL para os consumidores do grupo B com diferentes características de consumo, fatores de carga e demanda, visando definir qual tipo de energia, incentivada ou convencional, traz a maior economia. É apresentado um exemplo ilustrativo para descrever

a metodologia utilizada e, com o intuito de validar a metodologia desenvolvida, são apresentados os resultados obtidos para outros dois consumidores, dos subgrupos B1 e B3.

2 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS COM TARIFAÇÃO BINÔMIA

Nesta seção são apresentadas algumas experiências de diferentes países com a tarifação binômia para consumidores conectados em baixa tensão, assim como o mercado de energia elétrica nesses países. Dessa forma, torna-se possível conhecer e avaliar diferentes métodos de tarifação da demanda já utilizados em outros locais, objetivando a comparação com modelos propostos para aplicação no Brasil. Na Figura 2.1 pode-se visualizar alguns países em que ocorre a tarifação binômia. Nota-se, também, que o Brasil está em transição da tarifa monômia para binômia.

Figura 2.1 – Tarifação ao redor do mundo.



Fonte: ANEEL, 2018c.

2.1 Austrália

Em 1998, foi estabelecido o *National Electricity Market* (NEM), um dos maiores sistemas interligados existentes no mundo atualmente, responsável por conectar eletricamente os estados de Queensland, Nova Gales do Sul, Victoria, Sul da Austrália e Tasmânia. O NEM funciona como um mercado atacadista onde geradores vendem e varejistas compram energia elétrica. Os varejistas, por sua vez, adicionam os serviços de transmissão e distribuição à eletricidade para revender a consumidores residenciais, comerciais e industriais, operando como intermediários entre os geradores e os consumidores finais. Hoje em dia, todos os consumidores presentes no NEM estão aptos a escolher o fornecedor de energia elétrica. Para os consumidores que não contratarem energia elétrica com algum varejista, será oferecido o contrato padrão, que apresenta condições já definidas sem possibilidade de negociação e preços mais altos (AER, 2018).

Em 2016, a *Australian Energy Regulator* (AER) decidiu pela implementação de uma tarifa incidente sobre a demanda registrada para consumidores em baixa tensão pelas distribuidoras do estado de Victoria (AER, 2016). Sendo assim, as tarifas são estruturadas com três componentes: uma fixa, uma variável e uma que incide sobre a demanda. A componente fixa, chamada de tarifa diária de fornecimento ou de serviço à propriedade, é cobrada por unidade consumidora por dia faturado, aparecendo na fatura do consumidor apenas como o valor total referente aos dias do período faturado. A componente variável, conhecida como tarifa de consumo, é cobrada em dólar australiano por kWh. Já a componente incidente sobre a demanda, é cobrada em dólares australianos por kW sobre a demanda máxima registrada pela unidade consumidora em um período de 30 minutos durante uma “janela” de tarifação definida por cada distribuidora. A aplicação dessa tarifa de demanda é realizada de diferentes maneiras por cada distribuidora, podendo apresentar variações no valor da tarifa de acordo com o período do ano. Além disso, as tarifas oferecidas são de caráter optativo para consumidores com consumo inferior a 40 MWh por ano.

2.2 Espanha

Antigamente, o mercado de energia elétrica espanhol era regulado e os preços praticados eram determinados pelo governo. O processo de desregulação do mercado iniciou-se em 1997, sendo que em 2009 os consumidores passaram a poder escolher com qual fornecedor iriam realizar a contratação da energia. Hoje em dia, os consumidores podem optar livremente por dois tipos diferentes de mercado, o livre e o regulado. Pouco mais da metade das residências espanholas encontram-se no mercado livre, enquanto o restante encontra-se no mercado regulado (ENDESA, 2018).

Para os consumidores presentes no mercado regulado com demanda contratada inferior a 10 kW, é aplicada a tarifa chamada de Preço Voluntário para Pequenos Consumidores (PVPC), que muda de forma horária e diária de acordo com a oferta e a demanda. Caso o consumidor possua um medidor inteligente, a curva de preços ao longo do período é aplicada ao consumidor, dessa forma, aumentando ou diminuindo o valor da fatura dependendo do período em que ocorreu maior consumo. Caso o consumidor não tenha o medidor inteligente, é aplicado a ele uma curva de consumo padrão para determinar o consumo em cada hora do dia. Já no mercado livre, o consumidor pode escolher de qual fornecedor contratar energia e as tarifas cobradas estão em contrato, sendo importante escolher uma tarifa que se adapte ao perfil de consumo para garantir maior economia (ENDESA, 2018).

Todos os consumidores conectados em baixa tensão são tarifados pela energia consumida (cobrada em euros por kWh), demanda contratada (cobrada em euros por kW) e por uma tarifa de acesso ao sistema de distribuição que varia de acordo com a demanda contratada. O preço dessa tarifa de acesso ao sistema de distribuição independe do mercado que o consumidor faz parte, livre ou regulado, podendo variar de forma horária. Caso o consumidor esteja no mercado livre, a tarifa de acesso estará inclusa nas tarifas de energia e demanda, caso contrário, a tarifa de acesso será cobrada separadamente em euros por kWh. O custo referente a demanda contratada é constante todos meses, variando apenas caso o consumidor opte pelo aumento ou redução da mesma. Caso a demanda contratada esteja subdimensionada, o fornecimento será cortado por um dispositivo limitador de demanda no momento em que uma demanda maior que a contratada for exigida, impedindo uma ultrapassagem de demanda (ENDESA, 2018).

2.3 Portugal

A abertura do mercado em Portugal foi efetuada de forma progressiva entre 1995 e 2006. Dessa forma, por meio do Decreto-lei 172/2006 (Lei Base da Eletricidade), todos os consumidores da parte continental do país passaram a poder escolher o seu fornecedor de energia elétrica, surgindo o mercado livre. Apesar dos consumidores estarem no mercado livre, a Portaria n° 348/2017 (DRE,2017) possibilitou que os mesmos pudessem voltar a contratar eletricidade em condições de tarifa regulada. A tarifa regulada é o preço estabelecido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos para comercialização de energia elétrica em regime de mercado regulado. Essa tarifa é publicada em dezembro de cada ano para vigorar durante o ano seguinte e é praticada pelo comercializador de último recurso, sendo o responsável por comercializar energia no mercado regulado. No final de 2020, a tarifa regulada irá terminar e todos os clientes terão de passar o seu contrato de eletricidade para o mercado livre (EDP, 2019a).

Os consumidores são tarifados pela energia consumida assim como pela demanda contratada, sendo que a tarifa referente a demanda é cobrada em euros por dia e varia de acordo com a demanda contratada, sendo mais cara para consumidores de maior demanda. A tarifa de energia é cobrada em euros por kWh e, dependendo da opção feita pelo consumidor, pode ser constante ao longo do dia (tarifa simples), ter 2 períodos com valores diferentes (tarifa bi-horária) ou 3 períodos com valores diferentes (tarifa tri-horária) (EDP, 2019b).

2.4 Suécia

Em 1996, o mercado na Suécia foi liberalizado e desregulado. Sendo assim, atualmente, os consumidores são completamente livres para escolher seu fornecedor, não havendo preços regulados para a energia elétrica comercializada. Assim como no Brasil, há uma grande predominância hídrica na matriz de eletricidade sueca, influenciando os preços de energia negociados entre o fornecedor e o consumidor final (Swedish Energy Markets Inspectorate, 2018).

As tarifas aplicadas aos consumidores pelas distribuidoras variam de acordo com o nível de tensão em que estão conectados. Essas tarifas são divididas em três componentes:

- Componente Fixa: Cobrada por unidade consumidora. Responsável por recuperar os custos comerciais da distribuidora.
- Componente de Capacidade: Responsável por recuperar os custos de uso do sistema de distribuição, incide sobre a demanda máxima horária registrada. Viabilizada devido a medidores inteligentes presentes em todas unidades consumidoras.
- Componente de Energia: Cobrada por kWh consumido. Responsável por recuperar os custos da energia consumida.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Sistema Tarifário Brasileiro

Até o final de 1974, as tarifas de eletricidade eram determinadas pelas próprias concessionárias e homologadas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (GODOI, 2009). Com o Decreto Lei nº 1.383/1974, foi instituída a progressiva homogeneização das tarifas no território brasileiro (FUGIMOTO, 2010). Dessa forma, em 1981, todas as unidades consumidoras no Brasil possuíam a mesma tarifa de energia elétrica para cada nível de tensão existente. Essa equalização das tarifas facilitou a fiscalização, entretanto, provocou crises financeiras no setor elétrico, contribuindo para o desperdício de energia, reduzindo a qualidade do serviço e gerando prejuízos à sociedade (GODOI, 2009). Com isso em vista, a Lei nº 8.631/1993 determinou que as tarifas fossem fixadas pela própria concessionária levando em consideração as peculiaridades de cada região de concessão, acarretando o fim da equalização tarifária.

No Brasil, os consumidores de energia elétrica são separados em dois grupos tarifários: grupo A, que tem tarifação binômia e grupo B, que tem tarifação monômia (ANEEL, 2010). A separação das unidades consumidoras nesses dois grupos ocorre em função do nível de tensão em que estão conectadas (ANEEL, 2010). No grupo A, encontram-se as unidades consumidoras em que a tensão de fornecimento é igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária (ANEEL, 2010). Indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais são alguns exemplos comuns encontrados nesse grupo. Consumidores do grupo A apresentam demandas contratadas que representam um valor mínimo de demanda a ser faturado e caso a demanda medida seja superior ao mesmo, é cobrada multa de ultrapassagem de demanda. As unidades consumidoras do grupo A são subdivididas nos seguintes subgrupos de acordo com a tensão de atendimento:

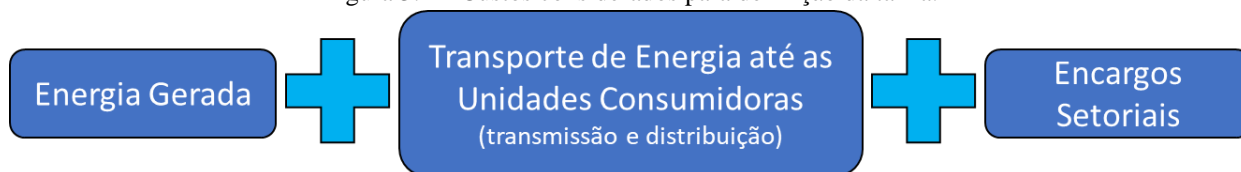
- Subgrupo A1 – tensão de 230 kV ou maior;
- Subgrupo A2 – tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 – tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a – tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 – tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS – tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo.

As unidades consumidoras do grupo B, foco do presente trabalho, são supridas em tensão inferior a 2,3 kV (ANEEL, 2010). Nesse grupo, geralmente, encontram-se consumidores residenciais, lojas, agências bancárias e consumidores comerciais em geral. Consumidores do grupo B estão sujeitos ao custo de disponibilidade para situações em que o consumo medido ou estimado for inferior a 30 kWh se monofásico ou bifásico a dois condutores, 50 kWh se bifásico a três condutores, ou 100 kWh se trifásico. O custo de disponibilidade representa um valor mínimo a ser pago por estar conectado a rede e tem como objetivo ressarcir as distribuidoras pela disponibilidade e utilização da rede (ANEEL, 2010). A subdivisão dos consumidores do grupo B ocorre de acordo com a atividade da unidade consumidora nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo B1 – residencial (subdividida em baixa renda e convencional);
- Subgrupo B2 – rural (cooperativas e irrigação);
- Subgrupo B3 – industrial, comercial, poder público e serviço público;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

A tarifa aplicada aos consumidores do grupo B atualmente incide diretamente sobre o montante de energia consumida em kWh e é composta pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). Com o intuito de oferecer um serviço de qualidade, a distribuidora tem três custos que devem ser levados em consideração no processo de definição das tarifas, esses custos são divididos de acordo com a Figura 3.1.

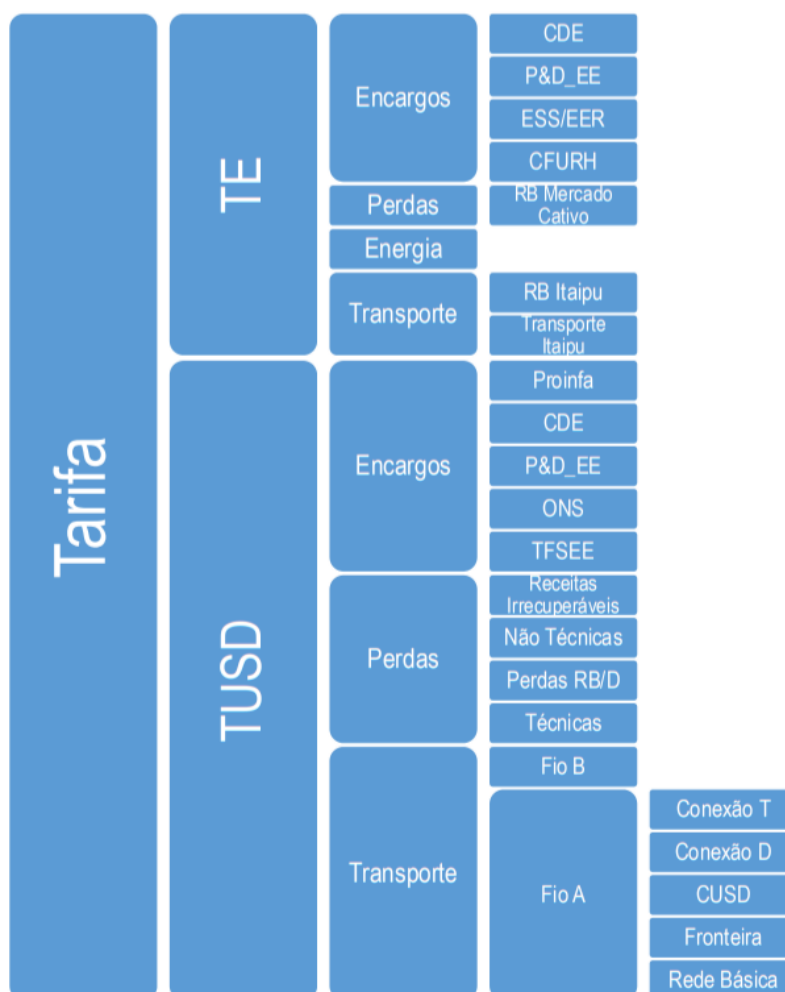
Figura 3.1 – Custos considerados para definição da tarifa.



Fonte: O Autor, 2019.

A TUSD está atrelada ao transporte de energia (transmissão e distribuição) até as unidades consumidoras, já a TE corresponde aos custos de energia adquirida pela distribuidora enquanto os encargos setoriais estão presentes em ambas tarifas (ANEEL, 2010). Na Figura 3.2, é apresentada a composição da tarifa.

Figura 3.2 – Composição da tarifa.



Fonte: ANEEL, 2011.

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são diferenciados em duas parcelas, chamadas de A e B. A parcela A “compreende os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais definidos em legislação específica” (ANEEL, 2011). A parcela B “compreende os custos operacionais e de capital da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes” (ANEEL, 2011).

Além da tarifa, os consumidores do mercado cativo e, conseqüentemente, do grupo B, estão sujeitos ao pagamento do acréscimo tarifário devido ao Sistema de Bandeiras Tarifárias, criado em 2015, para indicar se haverá acréscimo no valor da energia levando em conta as condições de geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN). Atualmente, existem quatro patamares e a definição do mesmo depende da combinação entre risco hidrológico (GSF) e o preço de liquidação das diferenças (PLD). As bandeiras vigentes atualmente, em outubro de 2019, são as seguintes:

- Bandeira verde: sem acréscimo na tarifa. Condições favoráveis de geração;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 0,015 para cada kWh consumido. Condições menos favoráveis de geração;
- Bandeira vermelha P1: acréscimo de R\$ 0,040 para cada kWh consumido. Condições mais custosas de geração;
- Bandeira vermelha P2: acréscimo de R\$ 0,060 para cada kWh consumido. Condições ainda mais custosas de geração.

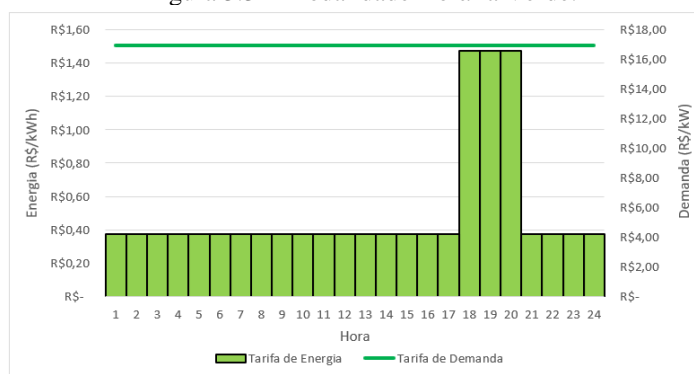
3.2 Modalidades Tarifárias

Atualmente, as unidades consumidoras pertencentes ao grupo B podem ser enquadradas nas modalidades tarifárias convencional monômnia ou horária branca. A modalidade tarifária convencional monômnia se caracteriza por tarifas que incidem diretamente no consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia. Já a modalidade tarifária horária branca tem como característica tarifas diferenciadas incidentes sobre o consumo de energia elétrica dependendo das horas de utilização do dia, não podendo ser aplicada para o subgrupo B4 e para as subclasses baixa renda do subgrupo B1 (ANEEL, 2010).

Tendo em vista a proposta de abordagem deste trabalho, são apresentadas a seguir as modalidades tarifárias existentes para o grupo A, que apresentam tarifas incidentes sobre a demanda e o consumo de energia, uma vez que esse tipo de tarifação está em discussão para aplicação aos consumidores do grupo B.

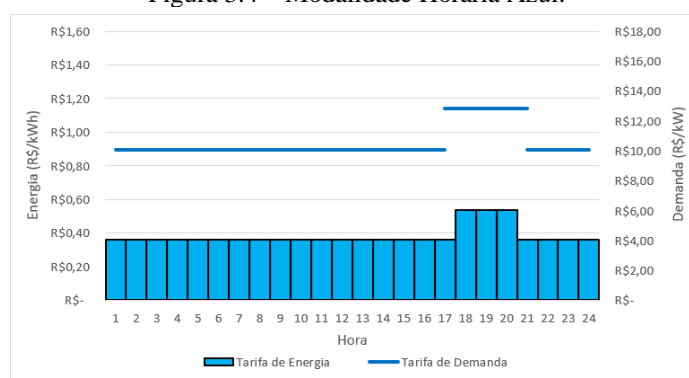
As modalidades tarifárias disponíveis para os consumidores do grupo A, cuja tarifação é binômnia, são as tarifas horo sazonal (THS) chamadas de horária verde e de horária azul. A THS verde, que pode ser observada na Figura 3.3, apresenta tarifas diferentes incidentes sobre o consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e uma única tarifa incidente sobre a demanda. Já a THS azul, presente na Figura 3.4, apresenta tarifas diferentes incidentes sobre o consumo e a demanda medida, de acordo com o horário do dia (ANEEL, 2012). Para fins de ilustração das modalidades horárias do grupo A, os dados utilizados na construção dos gráficos apresentados nas Figuras 3.3 e 3.4 foram obtidos no site da CEEE (CEEE, 2019). Na próxima subseção são apresentadas as metodologias propostas na audiência pública n° 059/2018 da ANEEL para tarifação binômnia de consumidores do grupo B.

Figura 3.3 – Modalidade Horária Verde.



Fonte: O Autor, 2019.

Figura 3.4 – Modalidade Horária Azul.



Fonte: O Autor, 2019.

A modalidade horária verde é destinada a consumidores com baixo fator de carga no horário de ponta, com capacidade limitada de modulação nesse período, enquanto a modalidade horária azul é destinada para consumidores com alto fator de carga no horário de ponta, com capacidade de modulação de carga nesse período.

3.3 Audiência Pública nº 059/2018 – ANEEL

No setor elétrico existem diferentes custos que independem da quantidade de energia elétrica vendida pela distribuidora. Os equipamentos e redes são investimentos realizados com visão de longo prazo devido às características discretas quanto à capacidade de atendimento, ou seja, o investimento em um novo equipamento permite atender as necessidades atuais e futuras de novas unidades consumidoras, além do aumento de mercado dos consumidores já existentes. Os custos dos equipamentos durante a operação quase não apresentam variação, dessa forma, não há relação direta e linear com o consumo de energia elétrica dos consumidores atendidos. Sendo assim, pode-se considerar que existem custos fixos no curto prazo (ANEEL, 2018c).

Tendo em vista a existência de custos independentes da variação do mercado, nota-se um problema entre a tarifação monômnia e a gestão de energia. De um ponto de vista individual, os esforços para redução do consumo de energia elétrica trazem um incentivo econômico ao consumidor, todavia, devido aos custos fixos necessários para operação do sistema de distribuição no curto prazo, acontece a transferência dos mesmos entre todos consumidores ou tornam-se perdas financeiras para a distribuidora. A transferência de custos ocorre inicialmente com a redução da fatura do consumidor, acarretando perdas financeiras para a distribuidora. Em seguida, os custos fixos são repassados para o resto dos consumidores no próximo processo tarifário ou na revisão tarifária dependendo da natureza de cada custo. Caso o mercado da distribuidora não apresente crescimento significativo, essa transferência de custos acarretará um aumento real da tarifa (ANEEL, 2018c).

Apesar da gestão de energia não consistir em um problema para o setor elétrico atualmente, é importante avaliar os possíveis impactos futuros causados pelas mudanças de hábitos dos consumidores e pelo advento da eficiência energética, de modo a reduzir riscos e garantir a evolução sustentável e equilibrada do setor. Além da questão de eficiência energética, enquadra-se neste problema o incremento na inserção de micro e mini geração residencial e comercial.

Tendo isso em vista, a ANEEL propõe a aplicação de uma tarifa binômia para os consumidores do grupo B (ANEEL, 2018c). Na audiência pública foram analisados 6 diferentes modelos de faturamento, apresentados a seguir (ANEEL, 2018c):

- **Alternativa 1: Atualização da franquia mínima.**

Nessa alternativa, são propostos novos valores de franquia mínima a serem pagos pelos consumidores de acordo com o número de fases da conexão, substituindo o custo de disponibilidade previamente determinado na Resolução Normativa 414/2010 (ANEEL, 2010). A definição desses novos valores é feita de modo que a receita da distribuidora atrelada a parcela B seja assegurada, reduzindo o risco de mercado. Sabendo que a parcela B da distribuidora é alterada a cada revisão tarifária, os valores de franquia mínima propostos nessa alternativa deveriam ser alterados na mesma frequência.

- **Alternativa 2: Custo comercial.**

Essa alternativa consiste em um rateio de uma parte dos custos da parcela B proporcional ao número de unidades consumidoras, chamada de custo comercial. É definida uma tarifa fixa, substituindo a cobrança de uma franquia mínima, cobrada para cada unidade consumidora, representando os custos de faturamento do serviço de distribuição, sem distinção entre os consumidores.

- **Alternativa 3: Custo fixo.**

Nessa alternativa, é definida uma tarifa fixa cobrada para cada unidade consumidora representando os custos de parcela B proporcionais aos custos comerciais e de disponibilidade do sistema de distribuição, sem haver distinção entre consumidores. Não há cobrança de franquia mínima nessa alternativa.

- **Alternativa 4: Custo fixo diferenciado.**

Essa alternativa apresenta o mesmo princípio utilizado na alternativa 3, cobrando uma tarifa fixa que representa os custos comerciais e de capacidade do sistema de distribuição, todavia, é realizada uma diferenciação entre as unidades consumidoras, tendo em vista que consumidores maiores causam impactos maiores no sistema. São avaliados 2 tipos de diferenciação, por número de fases, chamada de Alternativa 4a, e por faixas de consumo, chamada de Alternativa 4b.

- **Alternativa 5: Demanda.**

Nessa alternativa é proposta uma tarifa incidente sobre a demanda medida da unidade consumidora para faturamento dos custos de disponibilidade da distribuidora. Nesse cenário, é necessário fazer a troca do medidor por um habilitado a realizar leituras de demanda.

- **Alternativa 6: Qualidade.**

Nessa alternativa é criada uma tarifa baseada na qualidade do serviço prestado pela distribuidora, referente aos custos de disponibilidade do sistema de distribuição. São levados em consideração os indicadores de qualidade e um parâmetro de localidade para determinação das tarifas. Dentro da alternativa 6, são apresentadas quatro opções diferentes, a primeira opção traz um custo fixo referente aos custos comerciais e de disponibilidade da distribuidora com diferenciação por número de fases e qualidade, as outras três trazem o custo fixo assim como na primeira, porém a diferenciação ocorre pela faixa de consumo e qualidade. As diferenças entre essas três últimas encontram-se na definição das faixas de consumo que serão utilizadas para diferenciação dos consumidores.

Neste trabalho, apenas as alternativas 4b e 5 serão aplicadas aos consumidores foco, permitindo analisar o impacto causado na adoção de cada uma para tarifação do grupo B. Para fins de organização, a alternativa 4b será chamada de Opção 1 e a alternativa 5 de Opção 2.

3.4 Ambientes de Contratação de Energia

Hoje em dia, o mercado de energia elétrica brasileiro é dividido em dois ambientes de contratação de energia, o ACR e o ACL (CCEE, 2019). No ACR, encontram-se todos os consumidores do grupo B, ou seja, aqueles conectados em tensões abaixo de 2,3 kV, assim como consumidores do grupo A (conectados em alta tensão) com demandas contratadas menores que 500 kW ou que não optaram pela migração ao ACL, dessa forma, esses consumidores contratam energia elétrica diretamente com a distribuidora presente na sua área de concessão, sem a possibilidade de escolher o fornecedor. Para os consumidores presentes no ACR, a fatura de distribuição inclui a tarifa de energia (TE) e as bandeiras tarifárias referentes ao período, diferentemente das faturas de distribuição dos consumidores no ACL. As tarifas de energia praticadas pelas distribuidoras no ACR são determinadas pela ANEEL todo ano.

No ACL, pela legislação vigente, encontram-se unidades consumidoras conectadas em tensões iguais ou maiores que 2,3 kV com uma demanda contratada mínima de 500 kW. Para consumidores com demanda inferior à 500 kW que apresentam a mesma raiz de CNPJ (comunhão de direito) ou estejam em áreas contíguas (comunhão de fato), há a possibilidade de migração para o ACL caso a soma das demandas das unidades consumidoras em questão seja superior. Os consumidores do ACL podem ser divididos em dois grupos: Consumidores Especiais e Consumidores Livres. Os Consumidores Especiais são aqueles que possuem demanda igual ou superior a 500 kW, porém inferior a 2500 kW, esses estão aptos a contratar energia apenas de fontes incentivadas, sendo elas usinas eólicas, solares, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Os contratos de energia provenientes de fontes incentivadas trazem um desconto de 50 ou 100% para ser aplicada na TUSD. Já os Consumidores Livres são aqueles com demanda igual ou maior que 2500 kW, podendo escolher qualquer fornecedor e fonte de energia. Os preços praticados pelos fornecedores no ACL são determinados por cada fornecedor em um ambiente de livre concorrência.

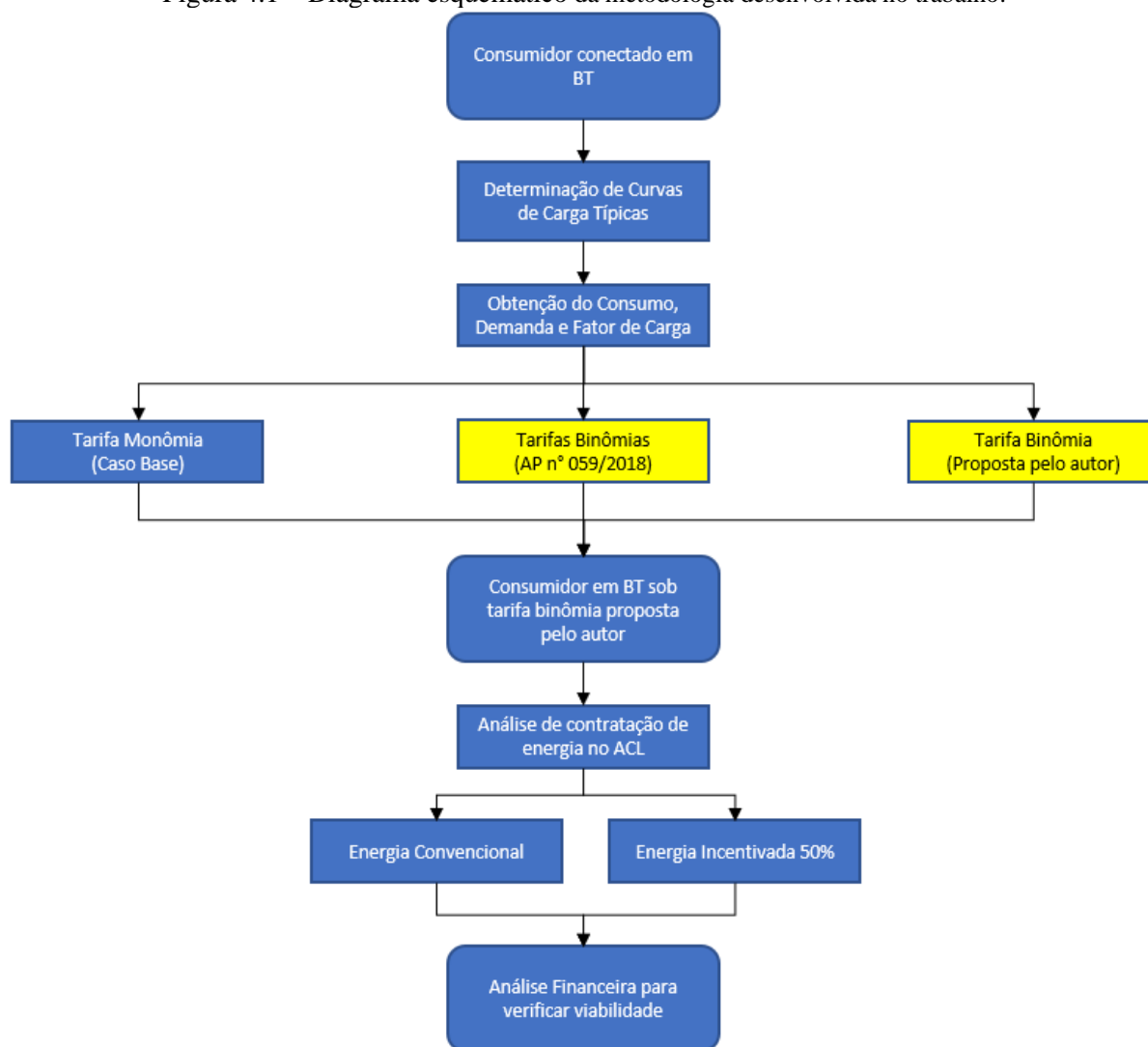
Tanto no ACR quanto no ACL, os consumidores são obrigados a pagar uma fatura para a distribuidora da área de concessão, referente ao acesso ao sistema de distribuição. Para os consumidores do ACL, há uma segunda fatura mensal referente ao consumo de energia que deve ser paga ao fornecedor contratado, além dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), Encargos de Energia de Reserva (EER) e contribuição associativa que são pagos à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) mensalmente.

Atualmente, é possível observar esforços para a abertura do ACL para um maior número de consumidores com a redução gradual da carga mínima necessária para migração. Para os consumidores conectados em baixa tensão, foco do presente trabalho, a previsão inicial é de que a partir de 1º de janeiro de 2024 seja possível realizar a escolha do fornecedor de energia elétrica (Canal Energia, 2019).

4 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Esta seção apresenta o desenvolvimento de um exemplo ilustrativo, com a finalidade de facilitar o entendimento da metodologia, que pode ser aplicada aos consumidores pertencentes aos diversos subgrupos do grupo B. A Figura 4.1 apresenta o diagrama esquemático da metodologia desenvolvida no trabalho.

Figura 4.1 – Diagrama esquemático da metodologia desenvolvida no trabalho.



Fonte: O autor, 2019.

Posteriormente, são realizados estudos de caso com diferentes consumidores para validação. A metodologia desenvolvida tem como objetivo final apresentar um modelo de tarifação binômia para consumidores do grupo B, verificar para quais perfis de consumo é viável a contratação de energia no ambiente livre sob essa mesma tarifa e determinar o tipo de energia mais indicado para contratação buscando maior redução de custos.

4.1 Caracterização da unidade consumidora

Com o intuito de desenvolver um exemplo ilustrativo, há a necessidade de realizar a caracterização de uma unidade consumidora. Dessa forma, a metodologia inicia-se com a obtenção do histórico de consumo de energia elétrica referente a um período de 12 meses, como mostrado na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Consumo registrado da UC ao longo do ano.

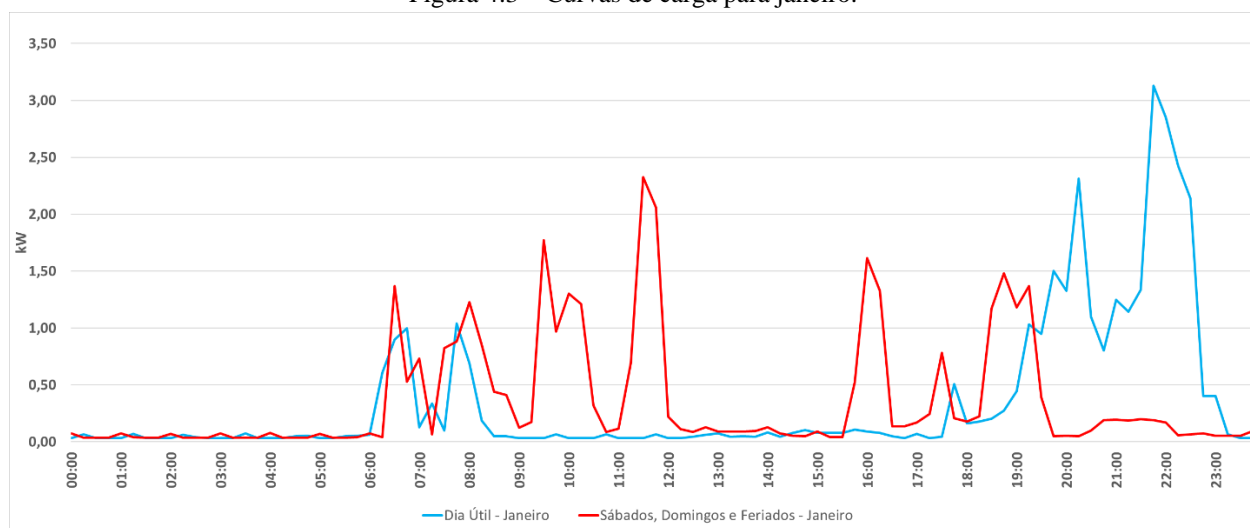
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA:
Consumo mensal [kWh]:	264	240	348	259	385	497	595	565	399	293	307	319	372,583

Fonte: O autor, 2019.

A unidade consumidora está presente na área de concessão da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), conectada na rede de baixa tensão e pertencente ao subgrupo B1, portanto,

trata-se de uma unidade consumidora residencial convencional. Tendo em vista que as características do conjunto de residentes da casa influenciam no perfil de consumo da mesma, no exemplo ilustrativo, os residentes consistem em 2 adultos ausentes em horário comercial e uma criança. Com o auxílio do *software* Load Profile Generator (LPG, 2019), são determinadas duas curvas de carga para cada mês do ano, uma representando o consumo durante os dias úteis e outra representando o consumo aos sábados, domingos e feriados. Na Figura 4.3, observam-se as curvas de carga obtidas para o mês de janeiro com medições a cada 15 minutos. As curvas de carga referentes aos outros meses do ano foram obtidas de forma análoga.

Figura 4.3 – Curvas de carga para janeiro.



Fonte: O autor, 2019.

Por meio das curvas de carga determinadas, pode-se obter os principais dados referentes a unidade consumidora necessários à metodologia, sendo eles: consumo mensal de eletricidade nos períodos de ponta e fora ponta, demanda medida nos períodos de ponta e fora ponta e fator de carga da unidade consumidora.

Uma definição importante neste tipo de avaliação é o chamado Fator de Carga (FC), o qual é calculado pela divisão da demanda média do consumidor pela demanda máxima registrada.

Na Figura 4.4 são apresentados os dados obtidos para o consumidor do exemplo ilustrativo.

Figura 4.4 – Dados de consumo da unidade consumidora.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo mensal [kWh]:	264	240	348	259	385	497	595	565	399	293	307	319
Demanda Média [kW]:	0,355	0,357	0,468	0,360	0,517	0,690	0,800	0,759	0,554	0,394	0,426	0,429
Demanda Máx. [kW]:	3,129	1,616	3,022	2,879	4,621	2,990	5,620	4,510	1,287	1,930	3,716	4,329
Demanda P [kW]:	2,313	1,542	3,022	2,788	4,621	2,990	5,620	3,194	1,258	1,930	3,143	2,082
Demanda FP [kW]:	3,129	1,616	3,002	2,879	3,516	2,915	5,490	4,510	1,287	1,895	3,716	4,329
Consumo mensal P [kWh]:	56,618	55,061	78,655	68,687	116,561	132,862	174,531	140,487	75,027	84,429	71,890	50,348
Consumo mensal FP [kWh]:	207,382	184,939	269,345	190,313	268,439	364,138	420,469	424,513	323,973	208,571	235,110	268,652
Fator de Carga:	11,34%	22,10%	15,48%	12,50%	11,20%	23,08%	14,23%	16,84%	43,07%	20,41%	11,47%	9,90%

Fonte: O autor, 2019.

4.2 Tarifação da unidade consumidora

Para realizar a tarifação da unidade consumidora, foram analisadas 4 metodologias diferentes. Na primeira análise foi aplicada a tarifa monômnia nos moldes atuais para construção de um caso base. Em seguida, foi realizada a análise da tarifação da UC considerando 3 metodologias de tarifação binômnia, sendo duas delas apresentadas pela ANEEL na audiência pública nº 059/2018: alternativa 4b – “Custo fixo diferenciado por faixa de consumo” e alternativa 5 – “Demanda”, chamadas de Opção 1 e Opção 2 neste trabalho, respectivamente.

Na última análise é aplicada a metodologia desenvolvida neste trabalho para tarifação binômnia do consumidor, fazendo uso da Opção 2 como base. O desenvolvimento da tarifa binômnia a ser utilizada busca propor um aprimoramento à Opção 2, realizado por meio da criação de demandas mínimas contratadas para

os consumidores por faixa de consumo e subgrupo, reduzindo o impacto da volatilidade da demanda registrada dos consumidores focado na recuperação da receita regulatória pela distribuidora.

4.2.1 Tarifação atual (caso base)

Como caso base, para servir de comparação com as outras alternativas de tarifação, foi aplicada a tarifa monômnia nos moldes atuais ao consumidor do exemplo ilustrativo. Esse tipo de tarifação consiste em uma única tarifa incidente sobre o consumo de energia elétrica em kWh, acrescidas das bandeiras tarifárias. Como a unidade consumidora está conectada na rede da CEEE-D, a tarifa utilizada é a vigente em 2019 para consumidores do subgrupo B1, de R\$ 0,5476 por kWh, sem impostos (CEEE, 2018b). Na Figura 4.5, são apresentados os valores utilizados para tarifação do consumidor.

Figura 4.5 – Tarifação monômnia da unidade consumidora.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo [kWh]:	264	240	348	259	385	497	595	565	399	293	307	319
Tarifa [R\$/kWh]:	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476	0,5476
Bandeira Tarifária [R\$/kWh]:	0	0	0	0	0,015	0	0,015	0,04	0,04	0,015	0,04	0
Fatura (s/ impostos) [R\$]:	144,57	131,42	190,56	141,83	216,60	272,16	334,75	331,99	234,45	164,84	180,39	174,68

Fonte: O autor, 2019.

4.2.2 Tarifação de acordo com a Opção 1 (AP n° 059/2018)

Uma das metodologias de tarifação binômnia da unidade consumidora, apresentada pela ANEEL na audiência pública n° 059/2018 e chamada de Opção 1 neste trabalho, inicia-se com a determinação de tarifas incidentes sobre o consumo e tarifas fixas por unidade consumidora, para os diferentes subgrupos e intervalos de consumo. Na Figura 4.6 pode-se observar tais tarifas, apresentadas pela ANEEL para a distribuidora CEEE-D na audiência pública n° 059/2018 e reajustadas para o ano de 2019. O índice utilizado para reajuste das tarifas foi de 8,32%, de acordo com o efeito médio do reajuste da CEEE-D em 2018 para consumidores do grupo B (ANEEL, 2018a).

Figura 4.6 – Tarifas apresentadas pela ANEEL para a Opção 1, reajustadas para 2019.

Subgrupo	Intervalos [kWh]	R\$/kWh	Fixa (R\$/UC mês)
B1 - Faixa 1	0 - 100	0,458947	4,30
B1 - Faixa 2	100 - 220	0,458947	22,08
B1 - Faixa 3	220 - 500	0,458947	40,01
B1 - Faixa 4	500 - 1000	0,458947	84,00
B1 - Faixa 5	> 1000	0,458947	228,43

Fonte: O autor, 2019.

Para realizar a tarifação desse consumidor, é necessário conhecer apenas o consumo da unidade no período de tarifação, uma vez que a tarifa fixa cobrada por unidade consumidora depende da faixa de consumo e a tarifa de consumo é cobrada em R\$/kWh. Dessa forma, na Figura 4.7, são apresentados os valores das faturas simuladas com a aplicação da Opção 1.

Figura 4.7 – Tarifação do consumidor utilizando a Opção 1.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo mensal [kWh]:	264	240	348	259	385	497	595	565	399	293	307	319
Custo UC [R\$]:	40,01	40,01	40,01	40,01	40,01	40,01	84,00	84,00	40,01	40,01	40,01	40,01
Custo Energia [R\$]:	121,16	110,15	159,71	118,87	176,69	228,10	273,07	259,31	183,12	134,47	140,90	146,40
Bandeira Tarifária [R\$/kWh]:	0	0	0	0	0,015	0	0,015	0,04	0,04	0,015	0,04	0
Fatura (s/impostos) [R\$]:	161,17	150,16	199,72	158,88	222,48	268,11	366,00	365,90	239,09	178,88	193,19	186,41

Fonte: O autor, 2019.

Nota-se que não há tarifa incidente sobre a demanda registrada para essa opção de tarifação. Sendo assim, é a única opção analisada no presente trabalho em que não há necessidade de realizar a troca do sistema de medição.

4.2.3 Tarifação de acordo com a Opção 2 (AP n° 059/2018)

Outra metodologia de tarifação binômnia apresentada pela ANEEL e chamada de Opção 2 neste trabalho, consiste na aplicação de tarifas incidentes sobre o consumo, demanda e fixa por unidade consumidora. Para obter essas tarifas, é necessário conhecer a estrutura de custos da distribuidora,

disponibilizada pela ANEEL (ANEEL, 2018b). Além disso, precisa-se conhecer a tarifa aberta e o mercado da mesma, obtidos através da planilha de abertura tarifária, também disponibilizada pela ANEEL (ANEEL, 2018e). Na Figura 4.8, é apresentada a tarifa aberta da CEEE-D (ANEEL, 2018e).

Figura 4.8 – Tarifa aberta da CEEE.

	Distribuição [R\$/MWh]	Encargos Setoriais [R\$/MWh]	Energia [R\$/MWh]	Perdas [R\$/MWh]	Transmissão [R\$/MWh]	
TUSD	104,75	48,40	0,00	40,68	37,22	
TE	0,00	37,76	272,15	6,64	0,00	Tarifa final
Total	104,75	86,16	272,15	47,32	37,22	R\$547,60 /MWh

Fonte: O autor, 2019.

Dessa forma, pode-se calcular a receita da distribuidora proveniente da parcela B, multiplicando a componente de distribuição da TUSD (ANEEL, 2018e), apresentada na Figura 4.8, pelo consumo anual registrado pela distribuidora (ANEEL, 2018e). Na Figura 4.9, são apresentados os valores utilizados nesse cálculo e a receita atrelada à parcela B.

Figura 4.9 – Receita proveniente da parcela B.

Mercado anual [kWh]	Parcela B [R\$/kWh]	Total [R\$]:
2.845.767.697,00	0,10475498	298.108.339,34

Fonte: O autor, 2019.

Conhecendo o total da receita atrelada à parcela B, agora faz-se necessário utilizar a estrutura de custos da distribuidora (ANEEL, 2018b), com o intuito de desagregar a parcela B em três componentes diferentes, incidentes sobre consumo, demanda e fixa por unidade consumidora. Dessa forma, na Figura 4.10 a seguir, é apresentada a desagregação da parcela B.

Figura 4.10 – Desagregação da parcela B em 3 componentes.

UC		R\$
Capacidade	20%	59.621.667,87
Energia	58%	172.902.836,82
Total:	22%	65.583.834,65
	100%	298.108.339,34

Fonte: O autor, 2019.

Por meio dos valores encontrados para cada componente, calculam-se as tarifas dividindo as componentes correspondentes à unidade consumidora, capacidade e energia pelo número de unidades consumidoras, demanda registrada no mês e mercado anual, respectivamente. O número de unidades consumidoras e o mercado anual do subgrupo B1 são disponibilizados pela ANEEL, referentes à CEEE-D (ANEEL, 2018d). Já a demanda registrada no mês referente ao subgrupo B1 foi obtida aplicando um fator de carga de 35% (menor fator de carga utilizado para determinar a demanda contratada mínima para o subgrupo B1, apresentado na Figura 4.14) ao mercado anual e dividindo igualmente pelos 12 meses do ano. Esses dados utilizados são apresentados na Figura 4.11, assim como as tarifas encontradas para cobrança da parcela B.

Figura 4.11 – Dados da distribuidora e tarifas resultantes para cobrança da parcela B.

		Tarifas
Número de Ucs	1.368.059	R\$ 3,63/UC
Demanda registrada no mês	928.170 kW	R\$ 15,52/kW
Mercado anual	2.845.767.697 kWh	R\$ 0,023046/kWh

Fonte: O autor, 2019.

Sendo assim, a composição da tarifa aplicada nesta opção de tarifação é mostrada na Figura 4.12 a seguir. Pode-se observar a separação da TUSD entre a componente de distribuição (parcela B) e as componentes de encargos, perdas e transmissão, representadas por TUSD (sem PB).

Figura 4.12 – Tarifas utilizadas na Opção 2.

	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/UC
TE	0,316541	-	-
TUSD (sem PB)	0,126304	-	-
Parcela B	0,023046	15,52	3,63

Fonte: O autor, 2019.

Para realizar a tarifação desse consumidor, é necessário conhecer o consumo da unidade e a demanda registrada máxima no período de tarifação. Dessa forma, na Figura 4.13, são apresentados os valores das faturas simuladas com a aplicação da Opção 2.

Figura 4.13 – Tarifação do consumidor utilizando a Opção 2.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo mensal [kWh]:	264	240	348	259	385	497	595	565	399	293	307	319
Demanda Máxima [kW]:	3,129	1,616	3,022	2,879	4,621	2,990	5,620	4,510	1,287	1,930	3,716	4,329
Custo UC [R\$]:	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
Custo Energia [R\$]:	123,00	111,81	162,13	120,67	179,37	231,55	277,21	263,23	185,89	136,51	143,03	148,62
Custo Demanda [R\$]:	48,57	25,09	46,91	44,69	71,73	46,42	87,24	70,01	19,97	29,96	57,69	67,21
Bandeira Tarifária [R\$/kWh]:	0	0	0	0	0,015	0	0,015	0,04	0,04	0,015	0,04	0
Fatura (s/ impostos) [R\$]:	175,20	140,54	212,68	168,99	260,51	281,60	377,00	359,47	225,45	174,49	216,63	219,46

Fonte: O autor, 2019.

Essa opção de tarifação pode trazer maior volatilidade ao faturamento das distribuidoras, uma vez que o consumo de energia elétrica é menos volátil que a demanda associada ao mesmo. Com isso em vista, é proposta uma sugestão de aprimoramento à Opção 2, que consiste na determinação de demandas mínimas contratadas para diferentes faixas de consumo e subgrupos.

4.2.4 Tarifação proposta pelo autor

O modelo de tarifação proposto pelo autor neste trabalho é baseado na Opção 2 apresentada anteriormente, de forma que, as tarifas explicitadas na Figura 4.12 são as mesmas aplicadas neste caso. A mudança introduzida nesta proposta consiste na criação de demandas mínimas contratadas através de um fator de carga típico definido para os diferentes subgrupos e faixas de consumo. Na Figura 4.14, são mostrados os fatores de carga utilizados para determinar a demanda mínima.

Figura 4.14 – Fatores de carga utilizados para determinar a demanda mínima.

Subgrupo	Intervalos [kWh]	FC
B1 - Faixa 1	0 - 100	0,350
B1 - Faixa 2	100 - 220	0,375
B1 - Faixa 3	220 - 500	0,400
B1 - Faixa 4	500 - 1000	0,425
B1 - Faixa 5	> 1000	0,450
B2 - Faixa 1	0 - 300	0,400
B2 - Faixa 2	300 - 1000	0,450
B2 - Faixa 3	1000 - 5000	0,550
B2 - Faixa 4	> 5000	0,700
B3 - Faixa 1	0 - 1000	0,500
B3 - Faixa 2	1000 - 3000	0,525
B3 - Faixa 3	3000 - 7000	0,550
B3 - Faixa 4	> 7000	0,650

Fonte: O autor, 2019.

Conhecendo a demanda média do consumidor no período de faturamento, e utilizando um fator de carga, construído pelo autor a partir de informações disponibilizadas pela CPFL (ANEEL, 2018c) para a faixa de consumo em que o consumidor se encontra, é determinada a demanda mínima contratada. Na Figura 4.15 encontram-se as demandas mínimas contratadas, assim como a demanda que será faturada de fato para cada mês. A demanda faturada é o maior valor entre a demanda registrada e a demanda mínima contratada.

Figura 4.15 – Demandas faturadas para a unidade consumidora.

	CONSUMIDOR		
	Demanda Registrada [kW]	Demanda Min. Contratada [kW]	Demanda Faturada [kW]
JANEIRO	3,129	0,887	3,129
FEVEREIRO	1,616	0,893	1,616
MARÇO	3,022	1,169	3,022
ABRIL	2,879	0,899	2,879
MAIO	4,621	1,294	4,621
JUNHO	2,990	1,726	2,990
JULHO	5,620	1,882	5,620
AGOSTO	4,510	1,787	4,510
SETEMBRO	1,287	1,385	1,385
OUTUBRO	1,930	0,985	1,930
NOVEMBRO	3,716	1,066	3,716
DEZEMBRO	4,329	1,072	4,329

Fonte: O autor, 2019.

Com o intuito de realizar a tarifação desse consumidor, precisa-se conhecer o consumo e a demanda faturada (determinada de acordo com a Figura 4.15) no período de tarifação. Dessa forma, na Figura 4.16, são apresentados os valores das faturas simuladas com a aplicação desta metodologia.

Figura 4.16 – Tarifação do consumidor utilizando o modelo proposto no trabalho.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo mensal [kWh]:	264	240	348	259	385	497	595	565	399	293	307	319
Demanda Faturada [kW]:	3,129	1,616	3,022	2,879	4,621	2,990	5,620	4,510	1,385	1,930	3,716	4,329
Custo UC [R\$]:	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
Custo Energia [R\$]:	123,00	111,81	162,13	120,67	179,37	231,55	277,21	263,23	185,89	136,51	143,03	148,62
Custo Demanda [R\$]:	48,57	25,09	46,91	44,69	71,73	46,42	87,24	70,01	21,51	29,96	57,69	67,21
Bandeira Tarifária [R\$/kWh]:	0	0	0	0	0,015	0	0,015	0,04	0,04	0,015	0,04	0
Fatura (s/ impostos) [R\$]:	175,20	140,54	212,68	168,99	260,51	281,60	377,00	359,47	226,99	174,49	216,63	219,46

Fonte: O autor, 2019.

A implementação da demanda mínima contratada neste caso reduz o impacto da volatilidade da demanda registrada dos consumidores na receita regulatória da distribuidora, o que não ocorre na Opção 2 apresentada anteriormente.

Considerando este caso para realizar a tarifação do consumidor no ACR, a seção 4.3, apresenta a metodologia utilizada para verificar a viabilidade de migração do consumidor para o ACL.

4.3 MIGRAÇÃO PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Após a criação dos cenários com os diferentes tipos de tarifação binômia, é analisada a viabilidade de contratação de energia no ambiente livre, considerando que o consumidor é tarifado de acordo com o modelo proposto neste trabalho. Para isso, utilizam-se os valores simulados para as faturas de distribuição de acordo com o modelo de tarifação binômia proposto pelo autor, que representam os custos da unidade consumidora no ACR. Com o intuito de simular os custos com eletricidade desse consumidor no ACL, precisa-se conhecer o preço dos contratos de fornecimento de energia elétrica negociados (mostrados na Figura 4.17), que serão responsáveis por substituir a TE da distribuidora cobrada no ACR.

Figura 4.17 – Preços de energia elétrica no ACL.

Preços [R\$/MWh]	
CONVENCIONAL	INCENTIVADA
180,00	260,00

Fonte: O autor, 2019.

Além da TE, as bandeiras tarifárias não são cobradas de consumidores participantes do mercado livre, uma vez que o risco hidrológico está presente no preço da energia contratada com o fornecedor. Consumidores livres devem pagar contribuição associativa para a CCEE mensalmente, assim como ESS e EER, todos considerados na análise e representados por um custo médio de R\$ 4 por MWh.

Como pode ser observado na Figura 4.19, são apresentados dois cenários, um considerando a contratação de energia convencional e outro, energia incentivada. Os contratos de energia incentivada

analisados concedem descontos de 50% nas componentes fio A e fio B da TUSD, apresentando um preço maior por MWh que os contratos de energia convencional, que não trazem descontos ao consumidor. Na Figura 4.18 são apresentadas as tarifas utilizadas na Opção 2 e no modelo proposto pelo autor com maior grau de detalhamento da TUSD, tendo em vista que, para o caso de contratação de energia incentivada, o desconto não se aplica nas parcelas de perdas e encargos. A separação da TUSD como ocorre na Figura 4.18 foi realizada de acordo com os valores apresentados na Figura 4.8.

Figura 4.18 – Tarifa aberta aplicada ao consumidor.

	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/UC
TE	0,316541	-	-
TUSD Fio A (Transm.)	0,037223	-	-
TUSD Perdas	0,040680	-	-
TUSD Encargos	0,048402	-	-
Parcela B	0,023046	15,52	3,63

Fonte: O autor, 2019.

Figura 4.19 – Tarifação do consumidor no ACL considerando o modelo proposto pelo autor.

ENERGIA CONVENCIONAL	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo mensal [kWh]:	264	240	348	259	385	497	595	565	399	293	307	319
Demanda Faturada [kW]:	3,129	1,616	3,022	2,879	4,621	2,990	5,620	4,510	1,385	1,930	3,716	4,329
TUSD (sem Parcela B) [R\$]:	33,34	30,31	43,95	32,71	48,63	62,77	75,15	71,36	50,40	37,01	38,78	40,29
Parcela B cobrada sobre consumo [R\$]:	6,08	5,53	8,02	5,97	8,87	11,45	13,71	13,02	9,20	6,75	7,08	7,35
Parcela B cobrada sobre demanda [R\$]:	48,57	25,09	46,91	44,69	71,73	46,42	87,24	70,01	21,51	29,96	57,69	67,21
Parcela B cobrada por UC [R\$]:	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
Preço Energia Convencional [R\$/MWh]:	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00
EER, ESS, Contribuição Associativa [R\$]:	1,06	0,96	1,39	1,04	1,54	1,99	2,38	2,26	1,60	1,17	1,23	1,28
ACL - CONVENCIONAL [R\$]:	140,21	108,73	166,55	134,66	203,70	215,73	289,21	261,98	158,15	131,26	163,66	177,18

ENERGIA INCENTIVADA 50%	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
TUSD Fio A (Transm.) [R\$]:	4,91	4,47	6,48	4,82	7,17	9,25	11,07	10,52	7,43	5,45	5,71	5,94
TUSD Perdas [R\$]:	10,74	9,76	14,16	10,54	15,66	20,22	24,20	22,98	16,23	11,92	12,49	12,98
TUSD Encargos [R\$]:	12,78	11,62	16,84	12,54	18,63	24,06	28,80	27,35	19,31	14,18	14,86	15,44
Parcela B cobrada sobre consumo [R\$]:	3,04	2,77	4,01	2,98	4,44	5,73	6,86	6,51	4,60	3,38	3,54	3,68
Parcela B cobrada sobre demanda [R\$]:	24,29	12,55	23,46	22,35	35,87	23,21	43,62	35,00	10,75	14,98	28,84	33,60
Parcela B cobrada por UC [R\$]:	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Preço Energia Incentivada 50% [R\$/MWh]:	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00
EER, ESS, Contribuição Associativa [R\$]:	1,06	0,96	1,39	1,04	1,54	1,99	2,38	2,26	1,60	1,17	1,23	1,28
ACL - INCENTIVADA 50% [R\$]:	127,27	106,33	158,63	123,41	185,22	215,49	273,45	253,34	165,47	129,08	148,31	157,66

Fonte: O autor, 2019.

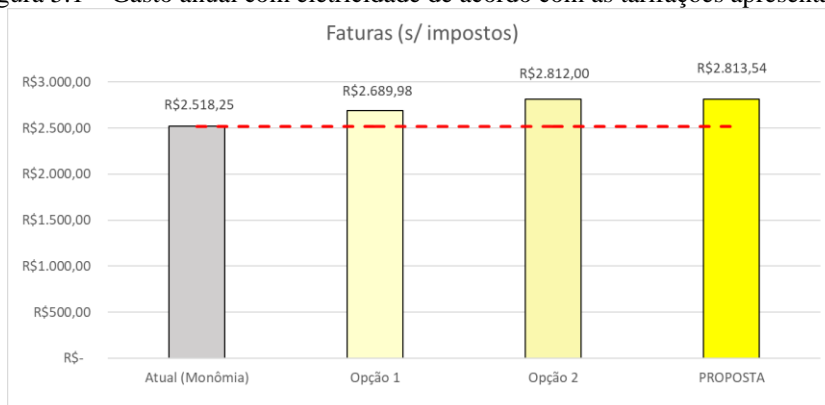
A partir dos valores simulados para as faturas do consumidor no ACL, é possível verificar a redução de custos obtida quando comparado ao ACR. Na próxima seção, são apresentados e analisados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia descrita na seção 4. Objetivando validar a metodologia desenvolvida, são testados mais 2 consumidores, um do subgrupo B1 e outro do B3.

5 RESULTADOS

5.1 EXEMPLO ILUSTRATIVO

A análise dos resultados obtidos para o exemplo ilustrativo inicia-se com a verificação do impacto financeiro resultante da adoção de um modelo de tarifação binômica para o consumidor. De acordo com as metodologias de tarifação da unidade consumidora descritas anteriormente, são calculados os gastos com energia elétrica para um período de 12 meses para cada caso, apresentados na Figura 5.1.

Figura 5.1 – Gasto anual com eletricidade de acordo com as tarifações apresentadas.

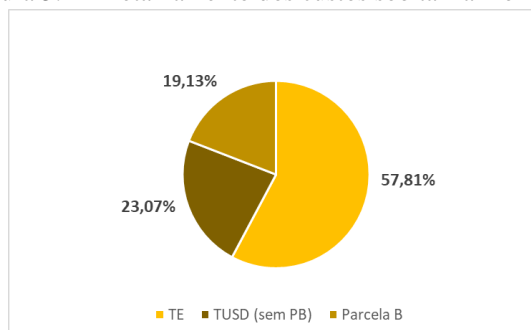


Fonte: O autor, 2019.

Através da Figura 5.1, pode-se observar o impacto financeiro trazido pelas alternativas apresentadas na audiência pública, chamadas de Opção 1 e Opção 2, assim como para o modelo proposto. Tendo em vista que o trabalho objetiva propor uma tarifa binômia para aplicação, a análise concentra-se nos resultados obtidos para essa tarifa desenvolvida.

O custo anual simulado para o consumidor com a aplicação da tarifa binômia proposta foi 11,73% superior ao simulado para a tarifação monômia utilizada atualmente. Os custos do consumidor com energia elétrica com a aplicação da tarifa monômia atual podem ser separados em 3 parcelas, de acordo com a Figura 5.2. Tendo em vista que a tarifa é monômia, a representatividade de cada parcela nos custos do consumidor é fixa, independentemente do consumo.

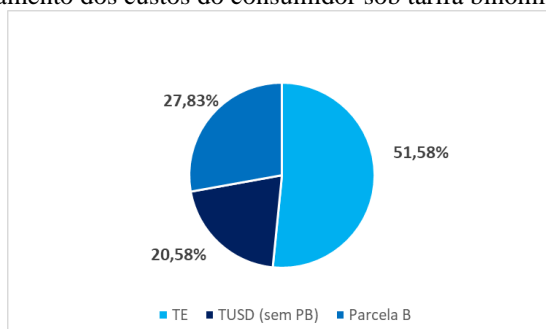
Figura 5.2 – Detalhamento dos custos sob tarifa monômia.



Fonte: O autor, 2019.

Para o caso em que é considerada a aplicação da tarifa binômia proposta, o detalhamento dos custos do consumidor em questão ocorre de acordo com a Figura 5.3. É possível observar o crescimento da representatividade da Parcela B nos custos, assim como a diminuição das outras duas componentes.

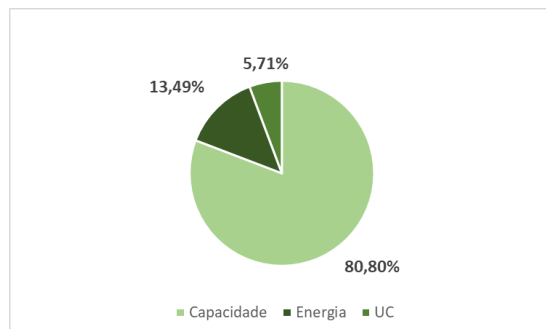
Figura 5.3 – Detalhamento dos custos do consumidor sob tarifa binômia proposta pelo autor.



Fonte: O autor, 2019.

O crescimento da participação da Parcela B nos custos se deve, principalmente, ao baixo fator de carga da unidade consumidora, acarretando maiores demandas registradas, e consequentemente, elevados custos atrelados a demanda. Na Figura 5.4, é apresentada a divisão dos custos desse consumidor referentes a Parcela B em três componentes: capacidade, energia e unidade consumidora.

Figura 5.4 – Detalhamento dos custos referentes à Parcela B.

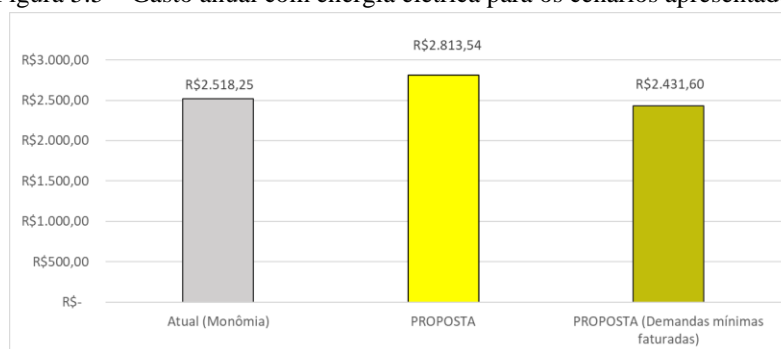


Fonte: O autor, 2019.

Através da Figura 5.4, pode-se comparar a divisão dos custos do consumidor referentes à Parcela B com a estrutura de custos da distribuidora, mostrada na Figura 4.10 e utilizada para o desenvolvimento da tarifa proposta. Devido ao fator de carga da unidade consumidora ser de, aproximadamente, 9% durante o período de análise, a representatividade dos custos referentes a capacidade do sistema de distribuição atingiu 80,80%, cerca de 22,80% acima da representatividade desses custos para a distribuidora. Tendo em vista que o fator de carga utilizado no desenvolvimento da tarifa de demanda foi de 35%, espera-se que os consumidores com fatores de carga inferiores a 35% apresentem a representatividade da capacidade superior à 58% da Parcela B.

Na Figura 5.5, pode-se observar o gasto anual para o consumidor em questão quando há o faturamento das demandas mínimas contratadas para o mesmo, possibilitando a comparação desse cenário com o caso base e com o caso em que são faturadas as demandas máximas registradas.

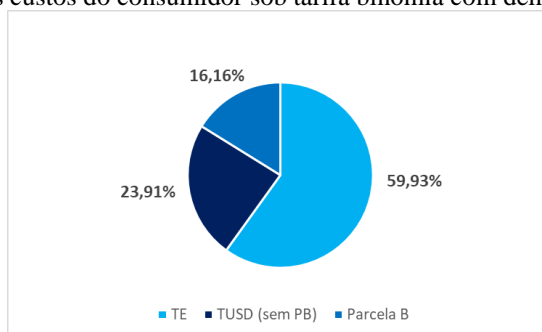
Figura 5.5 – Gasto anual com energia elétrica para os cenários apresentados.



Fonte: O autor, 2019.

Nota-se que o caso em que são faturadas as demandas mínimas há uma redução nos custos de 3,44% em comparação com a tarifação monômnia e de 13,58% comparando com o caso em que são faturadas as demandas máximas registradas. Como as diferenças entre os 2 casos de tarifação binômnia ocorrem apenas na demanda faturada, a redução observada atinge somente a Parcela B. Dessa forma, na Figura 5.6, encontra-se o detalhamento dos custos do consumidor para esse caso.

Figura 5.6 – Divisão dos custos do consumidor sob tarifa binômnia com demandas mínimas faturadas.

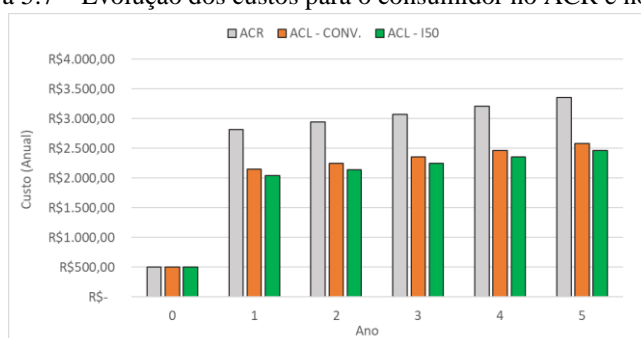


Fonte: O autor, 2019.

Com auxílio da Figura 5.6, nota-se que a representatividade da Parcela B é de 16,16%, valor inferior aos 19,13% observados para o consumidor sob tarifa monômnia. Para ocorrência desse cenário, as demandas máximas registradas para a unidade consumidora devem ser menores ou iguais aos valores de demanda mínimas mostrados na Figura 4.15, que aconteceria apenas se os fatores de carga do consumidor para os 12 meses do ano fossem maiores que os apresentados na Figura 4.14.

A análise de viabilidade financeira consiste em montar fluxos de caixa para um período de 5 anos para os consumidores foco, de modo que seja possível acompanhar a evolução dos custos com energia elétrica para o mesmo, considerando a contratação de energia no ACR e no ACL. Na Figura 5.7 observam-se os custos referentes às opções de contratação de energia elétrica analisadas, sob tarifa binômnia.

Figura 5.7 – Evolução dos custos para o consumidor no ACR e no ACL.

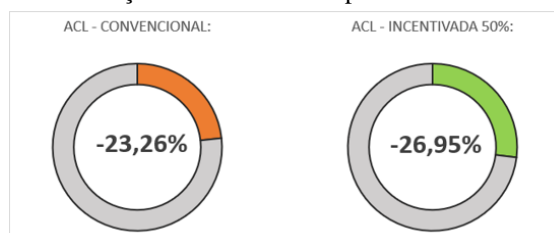


Fonte: O autor, 2019.

Na Figura 5.7, nota-se o crescimento dos custos ao longo do tempo para todos cenários de contratação. Isso se deve às taxas utilizadas para reajuste das tarifas de distribuição e para atualização dos preços de contrato de fornecimento (no caso do ACL), que são consideradas como sendo próximas à inflação média prevista para o período, definidas em 5%. Além disso, é importante destacar o custo de R\$ 500 no ano 0 para os 3 casos, atrelado à troca do sistema de medição, tendo em vista que, para garantir a aplicação da tarifa binômica proposta, o novo medidor deve ser capaz de registrar a demanda da unidade consumidora.

Em seguida, é calculada a economia obtida pelos consumidores após a migração para o ACL, considerando a contratação de energia convencional e incentivada 50%. Na Figura 5.8, são apresentadas as reduções de custo obtidas para ambos os casos, de forma a determinar a viabilidade econômica da migração para o consumidor caracterizado no exemplo ilustrativo.

Figura 5.8 – Redução de custos obtida para o consumidor no ACL.



Fonte: O autor, 2019.

Tendo em vista que houve uma redução de custos para ambos os casos, a migração para o ACL, sob tarifa binômica, é considerada viável, sendo mais econômica com a contratação de energia incentivada.

5.2 CONSUMIDOR 1

Nesta subseção é realizada a análise de um consumidor residencial convencional, pertencente ao subgrupo B1, assim como o consumidor analisado no exemplo ilustrativo, todavia, os residentes dessa unidade consumidora consistem em 2 adultos e 3 crianças, presentes na residência durante o dia inteiro. A unidade consumidora em questão encontra-se na área de concessão da CEEE-D. Na Figura 5.9, pode-se observar as características de consumo da unidade ao longo do ano. Tendo em vista que o fluxo de cálculo foi explicado detalhadamente na seção 4, nesta subseção são apresentados e analisados os resultados de forma sintética, ou seja, apenas os valores de maior relevância.

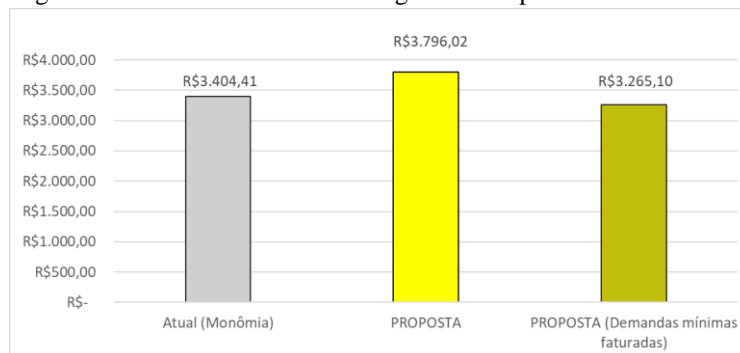
Figura 5.9 – Dados de consumo do Consumidor 1.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo mensal [kWh]:	737	682	443	376	428	397	512	472	380	428	510	715
Demanda Média [kW]:	0,991	1,015	0,595	0,522	0,575	0,551	0,688	0,634	0,528	0,575	0,708	0,961
Demanda Máx. [kW]:	5,392	5,787	4,693	2,968	3,484	3,387	4,395	3,874	3,794	5,711	4,932	6,005
Demanda P [kW]:	1,953	3,468	1,882	1,370	1,392	2,148	1,751	3,874	1,569	4,626	2,070	2,909
Demanda FP [kW]:	5,392	5,787	4,693	2,968	3,484	3,387	4,395	3,387	3,794	5,711	4,932	6,005
Consumo mensal P [kWh]:	62,820	88,651	58,659	53,190	35,896	45,663	45,784	93,766	31,273	107,544	41,235	67,045
Consumo mensal FP [kWh]:	674,180	593,349	384,341	322,810	392,104	351,337	466,216	378,234	348,727	320,456	468,765	647,955
Fator de Carga:	18,37%	17,54%	12,69%	17,60%	16,51%	16,28%	15,66%	16,38%	13,91%	10,07%	14,36%	16,00%

Fonte: O autor, 2019.

Na Figura 5.10, pode-se observar os gastos anuais do consumidor com a tarifação atual, com a tarifação binômica proposta e com a tarifação binômica proposta considerando o faturamento das demandas mínimas contratadas todos meses do ano. Como as demandas máximas registradas são superiores às demandas mínimas determinadas de acordo com a metodologia apresentada na subseção 4.2.4, acontece o faturamento das demandas máximas registradas, resultando em um custo 14% maior em comparação com o caso em que as demandas mínimas contratadas são faturadas em todos meses do ano. A tarifação proposta apresenta um aumento de 11,50% nos custos desse consumidor comparando com a tarifação atual, valor próximo ao encontrado para o consumidor do exemplo ilustrativo.

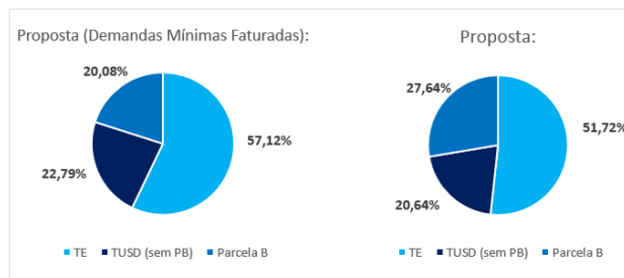
Figura 5.10 – Gasto anual com energia elétrica para o Consumidor 1.



Fonte: O autor, 2019.

Na Figura 5.11, observa-se o detalhamento dos custos do consumidor para a situação em que as demandas mínimas são faturadas e para quando as demandas máximas registradas são faturadas. Nota-se que a representatividade da parcela B em ambos os casos é superior ao caso em que há tarifação monômnia.

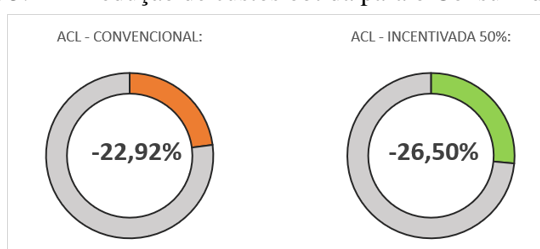
Figura 5.11 – Detalhamento dos custos do Consumidor 1 sob tarifa binômnia proposta pelo autor.



Fonte: O autor, 2019.

Na Figura 5.12, são apresentadas as reduções de custos obtidas em caso de contratação de energia no ACL. Como a unidade consumidora em questão apresenta fator de carga próximo a 12% ao longo do ano, nota-se que a contratação de energia incentivada acarreta maior economia que a energia convencional.

Figura 5.12 – Redução de custos obtida para o Consumidor 1 no ACL.



Fonte: O autor, 2019.

A migração é considerada viável para os 2 tipos de energia, sendo a energia incentivada a mais indicada. Em seguida, é analisado um consumidor de um subgrupo diferente com características distintas para validação da metodologia.

5.3 CONSUMIDOR 2

Nesta subseção, o consumidor analisado consiste em um pequeno mercado, dessa forma, é uma unidade comercial pertencente ao subgrupo B3 e conectada na rede da CEEE-D. Assim como para o Consumidor 1, serão apresentados apenas os resultados mais relevantes, uma vez que o fluxo de cálculo foi

explicado e detalhado na seção 4. Na Figura 5.13, observa-se os dados de consumo da unidade para os 12 meses do ano.

Figura 5.13 – Dados de consumo do Consumidor 2.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Consumo mensal [kWh]:	3435	3616	3697	3645	3390	3221	3014	2973	2996	3060	3204	3264
Demanda Média [kW]:	4,617	5,381	4,969	5,063	4,557	4,473	4,050	3,996	4,162	4,112	4,451	4,386
Demanda Máx. [kW]:	8,245	8,815	7,973	8,355	7,824	6,916	6,427	6,326	6,556	6,682	6,964	7,227
Demanda P [kW]:	7,214	8,815	7,596	7,861	7,824	6,916	6,427	6,195	6,556	6,448	6,679	7,227
Demanda FP [kW]:	8,245	8,521	7,973	8,355	7,438	6,871	6,265	6,326	6,531	6,682	6,964	7,205
Consumo mensal P [kWh]:	393	421	385	420	408	353	348	342	342	374	345	386
Consumo mensal FP [kWh]:	3043	3195	3311	3225	2982	2868	2665	2632	2655	2686	2859	2877
Fator de Carga:	56,00%	61,04%	62,32%	60,60%	58,24%	64,68%	63,02%	63,18%	63,48%	61,54%	63,91%	60,70%

Fonte: O autor, 2019.

As tarifas utilizadas para tarifação do consumidor comercial do subgrupo B3 são apresentadas na Figura 5.14. Essas foram obtidas de acordo com a metodologia descrita na subseção 4.2.3, utilizando os dados de mercado da CEEE-D para o subgrupo B3.

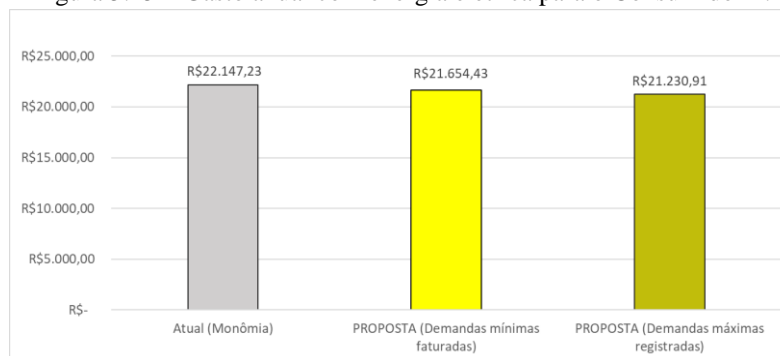
Figura 5.14 – Tarifas aplicadas ao Consumidor 2.

	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/UC
TE	0,316541	-	-
TUSD Fio A (Transm.)	0,037223	-	-
TUSD Perdas	0,040680	-	-
TUSD Encargos	0,048402	-	-
Parcela B	0,023046	24,39	13,18

Fonte: O autor, 2019.

Na Figura 5.15, são apresentados os gastos anuais do consumidor com a tarifação monômnia atual, com a tarifação binômnia proposta e com a tarifação binômnia proposta sem a utilização de demandas mínimas (faturamento das demandas máximas registradas, uma vez que essas são inferiores às demandas mínimas contratadas). Pode-se notar que acontece o faturamento das demandas mínimas, determinadas de acordo com a metodologia apresentada na subseção 4.2.4, uma vez que há um aumento de 1,96% nos custos em comparação com o caso em que as demandas máximas registradas são faturadas. A tarifação proposta apresenta uma redução de 2,23% nos custos desse consumidor comparando com a tarifação monômnia atual.

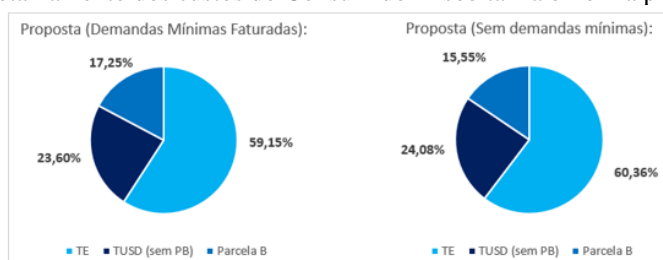
Figura 5.15 – Gasto anual com energia elétrica para o Consumidor 2.



Fonte: O autor, 2019.

A diferença apurada entre os casos com e sem demandas mínimas na Figura 5.15 afeta apenas a parcela B, já que é a única componente tarifária que incide sobre a demanda em kW. Na Figura 5.16, pode-se observar o detalhamento dos custos do consumidor para a situação em que as demandas mínimas são faturadas e para quando as demandas máximas registradas são faturadas.

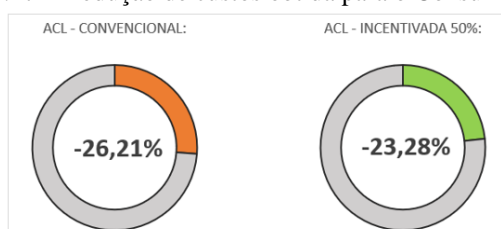
Figura 5.16 – Detalhamento dos custos do Consumidor 2 sob tarifa binômia proposta pelo autor.



Fonte: O autor, 2019.

Tendo em vista que os fatores de carga da unidade durante os 12 meses são superiores à 50% (menor valor utilizado para determinar as demandas mínimas), as demandas mínimas determinadas são superiores às demandas máximas registradas para o consumidor. Dessa forma, as demandas mínimas são faturadas, garantindo maior representatividade da Parcela B. Na Figura 5.17, são apresentadas as reduções de custos obtidas em caso de contratação de energia no ACL.

Figura 5.17 – Redução de custos obtida para o Consumidor 2 no ACL.



Fonte: O autor, 2019.

Como a unidade comercial em questão apresenta fator de carga elevado ao longo do ano, nota-se que a contratação de energia convencional apresenta maior economia que a energia incentivada, ao contrário dos outros consumidores analisados anteriormente. Na próxima seção, são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho.

6 CONCLUSÃO

Com relação à aplicação da tarifa binômia proposta para os consumidores do grupo B, foi possível concluir que o impacto da mudança irá depender das características de cada unidade consumidora. Tendo em vista que uma parte da Parcela B está sendo tarifada em kW, os consumidores que apresentam fatores de carga mais baixos terão custos mais representativos de demanda e, sendo assim, terão aumento dos custos em comparação com a tarifação monômia. Para os consumidores analisados do subgrupo B1, que têm como característica um fator de carga baixo, houve aumento dos custos em cerca de 11%. Já para o consumidor comercial do subgrupo B3, com fator de carga mais alto, houve uma redução dos custos em, aproximadamente, 2%. Para realizar a mudança da tarifa monômia para a binômia em questão, deve-se realizar a troca do sistema de medição, de modo que o novo medidor seja capaz de registrar demanda.

A definição de demandas mínimas para faturamento mostrou-se útil para garantir menor influência da volatilidade das demandas registradas pelas unidades consumidoras do grupo B na receita regulatória da distribuidora. O faturamento da demanda mínima definida ocorreu para o consumidor do exemplo ilustrativo no mês de setembro e para o Consumidor 2 em todos meses do ano, refletindo que os fatores de carga das unidades consumidoras nesses períodos foram superiores aos apresentados na Figura 4.14. Considerando o faturamento das demandas mínimas em todos os meses do ano para as 3 unidades analisadas no trabalho, foi possível notar que a representatividade da Parcela B nos custos desses consumidores se manteve em faixas próximas aos 19% obtidos para o caso em que há tarifação monômia, sendo que o menor valor obtido foi de 16,16% para o consumidor do exemplo ilustrativo. Dessa forma, pode-se afirmar que sem a utilização de demandas mínimas, a representatividade da Parcela B nos custos de um consumidor está livre para atingir valores próximos a 0, consistindo em um risco para a distribuidora.

Os resultados obtidos, com a aplicação da metodologia descrita na subseção 4.3, permitem concluir que a contratação de energia elétrica no ACL por consumidores conectados em baixa tensão sob tarifa binômica traz uma redução nos custos. Todavia, os resultados obtidos por meio dessa análise dependem de uma quantidade significativa de variáveis, entre elas pode-se citar, principalmente, a distribuidora em que o consumidor está conectado e os preços de contratação de energia elétrica no ACL, uma vez que a TE aplicada para o consumidor no ACR depende da distribuidora em que ele se encontra e será substituída pelo preço de contrato com o fornecedor quando o consumidor migrar para o ACL. Com as hipóteses de preço de contratação de energia elétrica no ACL apresentadas na Figura 4.17, os 3 consumidores analisados apresentaram uma redução de custos de cerca de 26% para o tipo de energia mais indicado para cada um.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Aprovado reajuste tarifário da CEEE-D (RS)**. 2018a. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/aprovado-reajuste-tarifario-da-cee-d>>. Acesso em: 02/11/2019.

_____. **Planilha Simulação AIR Tarifa Binômica AP**. 2018b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas_WAR_participacaopublica. Acesso em: 11/10/2019.

_____. **Por dentro da conta de luz**. 2016b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/Por+dentro+da+conta+de+luz>. Acesso em: 10/10/2019.

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária**. 2011. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. Acesso em: 23/09/2019.

_____. **Audiência 059/2018**. 2018c. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>. Acesso em: 15/10/2019.

_____. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**. 2018d. Disponível em: <http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/RelSAMPClasseConsNivel>. Acesso em: 15/10/2019.

_____. **Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010.

_____. **Resolução Normativa nº 479 de 3 de abril de 2012**. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2012.

_____. **Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**. 2018e. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 28/09/2019.

Australian Energy Regulator (AER). **State of the Energy Market**. 2018.

_____. **Victorian Electricity Distribution Network Service Providers – CitiPower, Powercor, AusNet Services, Jemena Electricity Networks and United Energy**. 2016.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Ambiente livre e ambiente regulado**. 2019a. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado. Acesso em: 15/09/2019.

_____. **História**. 2019b. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/historia. Acesso em: 19/09/2019.

_____. **Procedimentos de Comercialização, Módulo 1, Submódulo 1.1, Versão 5.0.** 2017.

Canal Energia. **Abertura de mercado deve ser coordenada com mudanças estruturais no setor.** 2019. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/abertura-de-mercado-deve-ser-coordenada-com-mudancas-estruturais-no-setor>. Acesso em: 10/10/2019.

Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). **Tabela de Tarifas – Grupo A.** 2018a. Disponível em: http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Archives/Upload/Folder_Grupo_A_2019_96186.pdf. Acesso em: 06/11/2019.

_____. **Tarifas e Custos dos Serviços.** 2018b. Disponível em: http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Archives/Upload/Folder_Grupo_B_2019. Acesso em: 06/11/2019.

Diário da República Eletrónico (DRE). **Portaria n.º 348/2017.** Estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado. 2017.

Empresa Nacional de Eletricidad Sociedad Anónima (ENDESA). **The 2 electricity markets: free and regulated.** 2018. Disponível em: <https://www.endesaclientes.com/free-market-regulated-market-pvpc#>. Acesso em: 24/09/2019.

Energias de Portugal (EDP). **Mercado livre e mercado regulado.** 2019a. Disponível em: <https://www.edp.pt/tarifarios/tarifarios-de-energia-e-servicos/sobre-a-oferta-em-condicoes-de-preco-regulado>. Acesso em: 24/09/2019.

_____. **Tarifários.** 2019b. Disponível em: <https://www.edp.pt/particulares/energia/tarifarios>. Acesso em: 24/09/2019.

FUGIMOTO, Sérgio Kinya. **Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica: Análise Crítica e Proposições Metodológicas.** 2010. 195 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

GODOI, Adelino Anderson. **Tarifação de Energia Elétrica.** [2009]. 65 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, [2009].

Load Profile Generator (LPG). Versão 8.8. Noah Pflugradt, 2019. Disponível em: <https://www.loadprofilegenerator.de/>. Acesso em: 05/11/2019.

Swedish Energy Markets Inspectorate. **Electricity.** 2018. Disponível em: <https://ei.se/electricity/>. Acesso em: 24/09/2019.